

УДК 621.311

**М.А. ДУЭЛЬ**, д-р техн. наук; проф. УИПА, Харьков;  
**Г.И. КАНЮК**, д-р техн. наук; проф. УИПА, Харьков;  
**А.В. ПРИХОДЬКО**, инженер ОАО «Южкабель»; соискатель УИПА, Харьков;  
**Т.Н. ФУРСОВА**, канд. техн. наук; ст. преп. УИПА, Харьков

## **К ВЫБОРУ КРИТЕРИЯ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКОМ ТЭС В ПУСКОВЫХ РЕЖИМАХ**

Для энергетики Украины актуальна проблема повышения маневренности энергоблоков. В статье рассмотрен вопрос выбора критерия оптимального управления энергоблоком ТЭС в пусковых режимах, которые являются наиболее ответственными технологическими операциями на ТЭС.

Для енергетики України актуальна проблема підвищення маневреності енергоблоків. У статті розглянуто питання вибору критерія оптимального керування енергоблоком ТЕС в пускових режимах, які є найбільш відповідальними технологічними операціями на ТЕС.

For energy of Ukraine issue of the day of increase of manoeuvrability of blocks. In the article the question of choice of criterion of optimal management power unit is considered TEC in the starting modes that are the most responsible technological operations on thermal electric stations.

**Введение.** Для выравнивания диспетчерских графиков и регулирования в широких пределах энергосистем все чаще привлекаются блочные энергоустановки, доля которых в суммарной установленной мощности тепловых электростанций непрерывно увеличивается. Отдельные энергосистемы из-за большой недельной неравномерности графика вынуждены уже сейчас останавливать в нерабочие дни до 50 % блочных энергоустановок. Особенно большие затруднения возникают в период паводка, когда для устранения потери гидроресурсов приходится останавливать значительную часть оборудования тепловых электростанций не только в нерабочие дни, но и в ночные часы рабочих суток.

Существенные трудности возникают при пуске оборудования и наборе нагрузки в утренние часы, особенно в понедельник. В объединенных энергосистемах с наиболее неравномерным графиком суммарная нагрузка тепловых электростанций должна увеличиваться от ночного провала к утреннему максимуму в 1,5–1,7 раза. Таким образом, проблема повышения маневренности блоков становится все более актуальной.

Пуск и останов современных мощных блоков являются наиболее трудоемкими и ответственными технологическими операциями на тепловых электростанциях. Они требуют от персонала высокой оперативности при управлении многими регулирующими и запорными органами и одновременном контроле десятков информирующих параметров.

Анализ работы энергетических блоков мощностью 200 и 300 МВт показывает, что 70 % вынужденных простоев блоков связано с авариями паро- и турбогенераторов, причем причинами этих аварий часто являются температурные перенапряжения поверхностей нагрева парогенераторов и корпусов турбогенераторов в зоне впуска пара из-за неточного выдерживания параметров пара в пусковых режимах, а иногда ошибочные действия персонала.

Статистика показывает, что при ручных пусках блоков на выполнение одинаковых операций затрачивается разное время. Так, на трех мощных электростанциях юго-запада страны с блоками по 200 МВт прогрев парогенератора и

паропроводов занимает от 1,5 до 6 ч, а длительность разворота турбогенератора в большинстве случаев составляет от 15 мин до 1 ч [1, 2]. Автоматизация пусковых режимов блочных энергоустановок позволяет выполнять все операции в кратчайшее время по оптимальным программам и увеличивает надежность работы энергооборудования за счет улучшения режимов и устранения ошибок, допускаемых персоналом при ручном управлении.

**Общий критерий оптимального управления энергоблоком.** Экономически наивыгоднейшим режимом работы энергосистемы называется такой режим, при котором потребители получают необходимую энергию допустимого качества при наименьших затратах на ее производство, передачу и распределение. По аналогии назовем экономически наивыгоднейшим режимом работы энергоблока на электростанции такой режим, который удовлетворяет наивыгоднейшему режиму работы энергосистемы в целом.

Рассмотрим критерии применительно к задачам оперативного управления энергоблоком в различных режимах его работы. По признакам стабильности нагрузки в заданном интервале времени и состоянию энергооборудования в работе энергоблока могут быть выделены три характеристики режима: нестационарный (пуск, остановка, большие возмущения), нормальный и аварийный. В общем случае на основании исходной информации после ее первичной обработки (перевод в цифровую форму, фильтрация, отбраковка, сжатие и т.п.) вычисляется критерий оптимальности, а затем по алгоритму оптимального управления вырабатываются управляющие воздействия.

Из общего определения критерия можно выделить две составляющие:

- внешнюю (с точки зрения потребителя) – требование выдавать необходимую энергию качества;
- внутреннюю (с точки зрения производителя) – требование наименьших затрат на ее производство. Эти составляющие можно рассматривать отдельно, так как они, как правило, входят в критерий аддитивно.

Переходя к анализу внешней составляющей общего критерия, необходимо, прежде всего, выделить группу управляющих воздействий, которые по технологическому процессу относятся ко всей станции в целом (например, распределение электрической нагрузки и вида топлива между блоками). Оптимизация этих управлений должна решаться по общему критерию, но их, следует учитывать при решении задач оптимизации управления отдельными блоками.

Оптимальное распределение электрической нагрузки в крупных энергосистемах не гарантирует совпадения диспетчерской нагрузки энергоблока с нагрузкой, обеспечивающей минимальную себестоимость электроэнергии, вырабатываемой этим блоком. Поэтому при его эксплуатации требуется обеспечение длительной работы с максимальной экономичностью при соблюдении диспетчерского графика нагрузки.

Специфика производства электроэнергии на современных энергоустановках исключает возможность ее запаса. Поэтому невыполнение диспетчерского графика данным энергоблоком влечет за собой замещение его другими энергоблоками данной ТЭС или энергосистемами. Естественно, что если распределение нагрузки было оптимальным с точки зрения критерия энергосистемы, то нарушение графика ведет к потере экстремума, хотя по внутренней составляющей для критерия энергоблока оно может привести к выигрышу. Целесообразно было бы отнести эти потери к внешней составляющей критерия энергоблока  $W$ . Так, если изменение внутренней составляющей в результате нарушения равно  $\Delta W_1$ , а внешней  $\Delta W_2$ , то изменение критерия

$\Delta W = \Delta W_1 + \Delta W_2$ . Очевидно, что при оптимальном распределении нагрузки  $\Delta W_2 < 0$  и  $\Delta W < 0$ , нарушение диспетчерского графика не должно привести к выигрышу для энергоблока.

Оценку величины  $\Delta W_2$  можно произвести, например, в виде штрафа за нарушение графика [1]:

$$\Delta W_2 = \Delta W_2(|\Delta N|, \text{Sign} \Delta N, N^*, \varepsilon, \lambda(\Delta N)),$$

где  $\Delta N = N - N^*$  – величина нарушения графика;  $N^*$  – заданная по диспетчерскому графику нагрузка для энергоблока;  $N$  – текущая нагрузка;  $\varepsilon$  – коэффициент использования для ТЭС;  $\lambda(\Delta N)$  – величина штрафа.

Внутренняя составляющая общего критерия оптимального управления энергоблоком и станцией в целом – это себестоимость отпускаемой электроэнергии. Составляющие себестоимости (прежде всего расходы на топливо, амортизацию оборудования, текущий ремонт и заработную плату персонала электростанции) являются функциями от управления. Схема связи себестоимости вырабатываемой электроэнергии с основными функциями системы управления энергоблоком приведена в работе [1].

Таким образом, для реализации общего критерия оптимального управления энергоблоком необходимо знание моделей технологического процесса, прогнозирование диспетчерского графика, а также измерение текущих значений параметров и сводных технико-экономических показателей (ТЭП).

К настоящему времени наиболее полно разработана лишь методика построения математических моделей наиболее важного технологического процесса энергоблока – генерации пара в парогенераторах при нормальном режиме. При решении задач оптимизации пуска энергоблока разрабатывались модели прогрева турбоустановки; при оптимизации процесса горения – модель топки и т.д., однако задачи связи между всеми отмеченными выше моделями пока не решены.

**Особенности пусковых режимов энергоблоков.** Пуск и последующее нагружение блока можно подразделить на три основных этапа [2]:

- подготовка к началу пуска установки;
- подготовка к подъему параметров пара, толчку ротора турбины, набору оборотов и последующему нагружению турбогенератора;
- собственно пуск, включающий непосредственно выполнение отмеченных выше операций вплоть до синхронизации и полного набора нагрузки турбогенератором.

На первом этапе пуска блока производится общий осмотр оборудования, опробование различных защит и блокировок, проверка исходной тепловой схемы, сборка схем питания электроприводов арматуры и т.п. Как правило, эти операции не особенно трудоемки.

При полной автоматизации этих операций возможен некоторый выигрыш во времени пуска блока. Однако он может быть реализован лишь в случае применения сложных и дорогостоящих систем управления, что в настоящее время не является целесообразным.

Для второго этапа пуска характерны многочисленные и разноплановые логические операции (включение дымососов и вентиляторов, розжиг мазутных

форсунок, подача пара на уплотнения, включение эжектора и набор вакуума, прогрев главного паропровода и т.п.). Операция на этом этапе должны выполняться по возможности одновременно, что не только приводит к сокращению общего времени пуска блока, но и к уменьшению потерь тепла и электроэнергии при пуске.

Для своевременного и качественного выполнения операций второго этапа при ручном пуске требуется дополнительное количество обслуживающего персонала. Кроме того, следует отметить напряженную и не всегда правильную работу персонала при выполнении таких операций, как прогрев паропровода, подача пара на уплотнения и др. При операциях такого рода регулируемые параметры пара, скорости изменения температур металла и соответствующие разности температур могут выходить за допустимые предельные значения, что приводит к снижению надежности работы оборудования и увеличению общего времени пуска. Необходимо также учитывать, что даже значительный объем технологических защит и блокировок современного энергоблока совершенно недостаточен для предотвращения ошибочных действий персонала при пуске.

Опыт показывает, что отмеченные выше операции, особенно при сложных тепловых схемах энергоблоков, очень длительны и трудоемки. В связи с этим автоматизация этой группы операций пуска блока является вполне оправданной даже при использовании относительно сложной и дорогостоящей аппаратуры.

На третьем этапе пуска блока операции, выполняемые последовательно одна за другой, следует рассматривать в виде единого комплекса действий системы управления в наиболее трудных и ответственных условиях. Во время подъема параметров пара, набора оборотов и последующего нагружения турбогенератора особенно необходимы качественное регулирование параметров и тщательный контроль за скоростями изменения температур пара и металла.

В связи с этим целесообразность автоматизации операций на третьем этапе пуска блока не вызывает сомнений.

Накопленный к настоящему времени опыт частичной автоматизации пусковых режимов энергоблоков мощностью 200 и 300 МВт относится к автоматизации операций именно третьего этапа пуска [1–4].

В одной из этих работ рассмотрены определенные уровни автоматизации современных энергоблоков, через которые проходит процесс развития систем автоматического управления блоками во всех режимах, а также намечены пути создания и совершенствования необходимой для этого аппаратуры.

Автоматизация на любом из этих уровней существенно зависит от подготовленности основного оборудования, отработанности пусковых схем и режимов энергоблоков, а также от наличия соответствующей аппаратуры регулирования и контроля.

Выбор общего критерия оптимального управления блоком в нестационарных режимах, который бы учитывал помимо перечисленных выше факторов еще и стоимость средств автоматизации, условия их эксплуатации, подготовленность оборудования, режимы его работы, в настоящее время практически невозможен.

Однако весьма полезно наметить единый методологический подход к оценке всех этих факторов, которые, в конечном счете, связаны с себестоимостью вырабатываемой блоком электроэнергии.

**Частные критерии оптимальности управления.** При решении частных задач желательно применение таких критериев, глобальные экстремумы которых были бы достаточно близки к глобальному экстремуму общего критерия по принятому для оптимизации вектору управления. Помимо этого должны выполняться и другие требования, предъявляемые к частным критериям оптимизации [1].

Внешняя составляющая частных критериев совпадает по форме с внешней составляющей общего критерия; в некоторых случаях ее удобнее учитывать в виде ограничений. Внутренние составляющие некоторых частных критериев оптимального управления энергоблоком в базовом режиме рассмотрены в работах [1, 2].

Ниже рассмотрен частный критерий оптимального управления энергоблоками в пусковых режимах.

Выбор системы автоматического управления пусковыми операциями на любом уровне автоматизации конкретного объекта производится на основе соответствующего технико-экономического анализа. Применяемые в настоящее время методы этого анализа крайне несовершенны.

Обычно проводят только сопоставление затрат на внедрение и последующую эксплуатацию системы управления с возможной эффективностью. При этом, как правило, учитываются далеко не все факторы, действующие на стадии внедрения и эксплуатации системы управления (например, надежность работы, простота или сложность в обслуживании, подготовленность основного оборудования к автоматизации и т.п.). Кроме того, многие факторы из-за отсутствия достоверных статистических данных и результатов необходимых промышленных испытаний оцениваются весьма произвольно в довольно широком диапазоне.

Технико-экономический эффект при автоматизации нестационарных режимов блока обуславливается следующими основными факторами: повышением надежности работы оборудования; экономией топлива и электроэнергии за счет уменьшения времени пуска; уменьшением затрат на капитальный и текущий ремонты оборудования; увеличением маневренности блока; возможным сокращением обслуживающего персонала.

Минимизация себестоимости является основной задачей управления энергоблоком, в том числе и при пусковых режимах.

К числу основных составляющих себестоимости вырабатываемой электроэнергии, зависящих от схем управления и подлежащих минимизации при автоматизации этих режимов, относятся, прежде всего, расходы на топливо, амортизацию оборудования, текущий ремонт и зарплату обслуживающего персонала.

Примерная схема связи между этими составляющими себестоимости и автоматическим управлением блоком в пусковых режимах приведена на рисунке. Из этой схемы могут быть определены основные составляющие частного критерия оптимального управления при пуске энергоблока. При этом должны учитываться:

- топливная составляющая себестоимости, которая непосредственно зависит от среднего значения КПД энергоблока и косвенно от уменьшения аварийных простоев блока;
- составляющая себестоимости по затратам на текущий ремонт оборудования, которая зависит от условий работы металла турбогенератора и парогенератора, а также от ошибочных действий персонала и связанного с ними роста аварийности блока;
- составляющая себестоимости по зарплате, которая зависит от численности персонала, участвующего в выполнении пусковых операций, а также от затрат на обслуживание системы управления;

– составляющая себестоимости на амортизационные отчисления, которая зависит от затрат на реализацию аппаратуры управления и регулирования

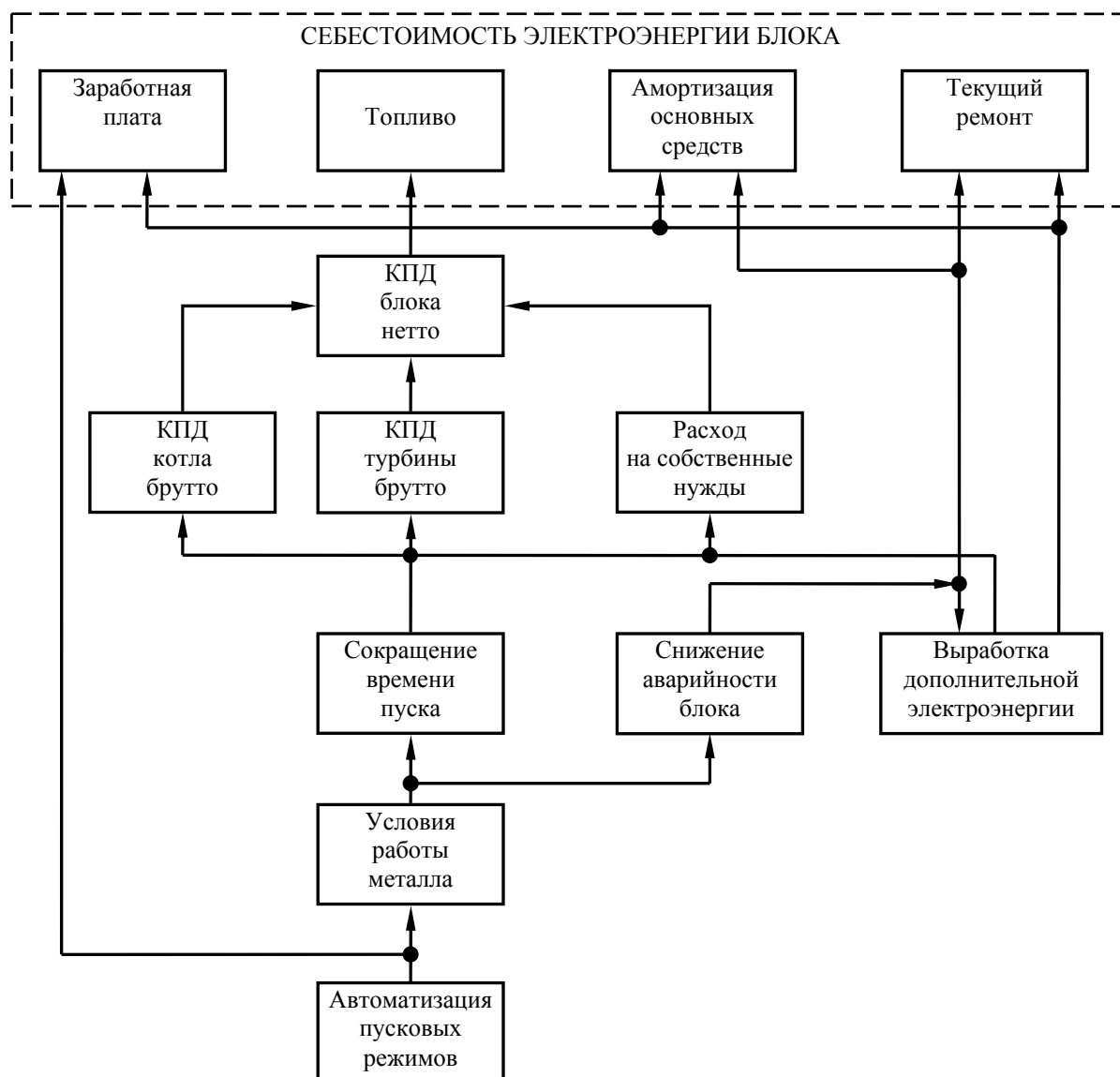


Рис. Схема связи себестоимости вырабатываемой электроэнергии с автоматическим управлением блока в пусковых режимах

Известно, что теплоэнергетические установки имеют максимальный КПД при номинальных параметрах пара или, по крайней мере, близких к ним. При этом КПД монотонно возрастает по мере роста этих параметров. Следовательно, при пусках следует стремиться к максимально быстрому подъему параметров и нагружению установки, так как это способствует повышению среднего значения КПД установки. При сокращении времени пуска уменьшается и расход электроэнергии на собственные нужды.

Условия работы металла и состояние оборудования влияют на КПД блока, а также на внешнюю составляющую общего критерия через выполнение диспетчерского графика нагрузки. Учесть это влияние очень трудно, так как необходимо сначала

определить на основе статистического анализа влияние режимов пуска на состояние оборудования, а затем, оценить влияние состояния оборудования на технологию.

Для определения условий работы металла необходимо определить изменения напряжений в металле парогенератора при пуске, выделить наиболее уязвимые места и определить оптимальные схемы управления.

Если известна зависимость напряжения в металле от измеряемых показателей, то по этой модели можно непосредственно определить напряжение (решая уравнение в общем случае нелинейное и с частными производными), а затем по влиянию этого напряжения на надежность характеристики оборудования определить и составляющую критерия затрат на текущий ремонт оборудования.

При определении критерия по упрощенной модели принимают ограничения на перепады температуры в различных точках и темп роста температуры пара и металла. Эти ограничения определяются априорно на основании данных заводов-изготовителей.

Влияние на составляющие себестоимости по зарплате и амортизации следует учитывать в критерии конкретно для данного энергоблока, исходя из степени высвобождения персонала при автоматизации пусковых режимов, объема и стоимости примененной для этого аппаратуры, наличия на станции достаточного штата для обслуживания устройств автоматизации и т.п.

Следовательно, частный критерий, максимизация которого соответствует оптимальному управлению при пусках энергоблоков, обратно пропорционален функционалу времени пуска:

$$\eta_{\text{пуска}} = \frac{A}{I}, \quad (1)$$

где  $A$  – коэффициент пропорциональности;  $I$  – функционал времени пуска, зависящий от начального состояния оборудования при пуске с ограничениями двух типов [4]:

– ограничения первого рода, связанные с физическими процессами в объекте и описываемые дифференциальными уравнениями связи между входом и выходом;

– ограничения второго рода, определяемые ограниченностью ресурсов управления, ограничениями фазовых координат и т.п., связанные с моделью зависимости напряжения в металле от параметров технологического процесса.

Эти ограничения могут быть учтены в виде штрафов. Одна из форм учета, например, может быть осуществлена следующим образом:

$$\lambda_{\text{общ}} = \prod_{i=1}^{i=k} \lambda_i(x_i, x_{i\text{доп}}), \quad (2)$$

где  $\lambda_{\text{общ}}$  – коэффициент штрафа;  $\lambda_i$  – функции или функциональные отклонения  $i$ -го параметра при пуске от допустимого значения  $x_{i\text{доп}}$ .

Каждая из величин  $\lambda_i$  может быть представлена в виде

$$\lambda_i = 1 + \alpha_i (x_{i\text{доп}} - \bar{x}_{\text{превыш}}) \left( \frac{1 + \text{stgn}(x^{\text{1макс}} - x^{\text{1доп}})}{2} \right), \quad (3)$$

где

$$\bar{x}_{\text{превыш}} = \frac{\sum_{j=1}^{j=r} \int_{t_{j1}}^{t_{j2}} x_i dt}{\sum_{j=1}^{j=r} (t_{j2} - t_{j1})}. \quad (4)$$

В выражениях (3) и (4) приняты следующие обозначения:  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий уменьшение пуска  $\eta_{\text{пуска}}$  при превышении допустимого предельного значения  $i$ -го параметра прогрева;  $x_{i\text{доп}}$  – допустимое отклонение параметра;  $x_{i\text{макс}}$  – максимальное отклонение параметра;  $\bar{x}_{\text{превыш}}$  – усредненное значение превышения параметра за время его отклонения от  $\bar{x}_{i\text{доп}}$ ;  $t_{j1}$ ,  $t_{j2}$  – моменты начала и конца превышения параметром допустимого значения  $x_{i\text{доп}}$ ;  $r$  – число этих превышений при пуске. В простейшем случае функционал  $I$  равен времени пуска  $\tau$ .

Таким образом, частный критерий оптимального управления при пуске энергоблока может быть окончательно выражен следующим образом:

$$\eta_{\text{пуска}} = \frac{A}{\tau} \prod_{i=1}^{i=k} \left[ 1 + \alpha_i (x_{i\text{доп}} - \bar{x}_{\text{превыш}}) \cdot \left( \frac{1 + \text{sign}(x_{i\text{макс}} - x_{i\text{доп}})}{2} \right) \right]. \quad (5)$$

Обычно в качестве  $x_i$  принимают разности температур в некоторых точках турбогенератора и скорости изменения температур пара и металла.

Статистика показывает, что при ручных пусках блоков на выполнение одинаковых операций затрачивается разное время. Так, на трех электростанциях с блоками по 200 МВт прогрев парогенератора и паропроводов занимает от 1,5 до 6 ч, а длительность разворота турбогенератора в большинстве случаев составляет от 15 до 1 ч [1].

Ориентировочная оценка эффективности автоматизации пусковых режимов тепловой электростанции с блоками мощностью по 200 и 300 МВт приведена в таблице. При этом учитывались лишь два фактора: снижение вероятной величины недоотпущенной электроэнергии за счет уменьшения числа вынужденных остановок оборудования и сокращение времени пуска.

Было принято, что автоматизация пусковых операций уменьшает время аварийного простоя блока из-за разупрочнения металла на 50 %, которое составляет 7,5 % времени простоя из-за прочих повреждений турбогенератора и парогенератора. В качестве основного вероятностного фактора, учитываемого при расчете недоотпущенной энергии, было выбрано снижение активной мощности, вызванной аварийным состоянием блока.

Дополнительная выработка электроэнергии  $\Delta W'$  определялась как разность вероятных величин недовыработки электроэнергии станцией с различным числом автоматизированных блоков [2].

На основании накопленного на ряде станций опыта уменьшение времени пуска автоматизированного блока по сравнению с неавтоматизированным было оценено в 2 ч.



Таблица

Дополнительная выработка электроэнергии за год различными электростанциями

Количество и мощность агрегатов ТЭС	Дополнительная выработка электроэнергии за год (тыс. МВт·ч)			Экономия за счет дополнительной выработки электроэнергии $S$ , тыс. грн.
	За счет снижения аварийности блоков $\Delta W'$	За счет сокращения времени пуска $\Delta W''$	Всего $\Delta W$	
200×(1А+5Н)	9	2,2	11,2	195
200×(2А+4Н)	17	4,4	21,4	365,9
200×(3А+3Н)	29	6,6	35,6	608,7
200×(4А+Н)	37	8,8	45,8	783,2
200×(5А+Н)	45	11	56	957,6
200×6А	54	13,25	67,25	1150
300×(1А+3Н)	39	3,3	42,3	723,3
200×(2А+2Н)	84	6,6	90,6	1550
200×(3А+1Н)	118	9,9	127,9	2187
300×4А	157	13,2	170,2	2910
(200×6А)+300×4А	196	26,45	222,45	3803,8

Для расчета дополнительно выработанной электроэнергии от времени пуска было принято, что нагрузка набирается равномерно.

Дополнительная выработка электроэнергии  $\Delta W''$  определялась как разность выработанной электроэнергии за одинаковый промежуток времени при ручном и автоматизированном пусках:

$$\Delta W'' = (W''_{\text{доп}} - W''_{\text{ручн}}) \cdot a \cdot k,$$

где  $a \approx 12$  – количество пусков блока в год;  $k$  – количество автоматизируемых блоков.

Экономия за счет дополнительно выработанной электроэнергии определялась по формуле

$$S = (\Delta W' + \Delta W'')(c_{\text{общ}} - c_{\text{топл}}),$$

где  $c_{\text{общ}}$ ,  $c_{\text{топл}}$  – себестоимость электроэнергии и ее топливная составляющая, принятые по данным электростанций. Приведенные в таблице данные являются весьма приближенными из-за ориентировочного учета некоторых отмеченных выше факторов, а также неучета части из них в связи с отсутствием достоверных статистических данных. Однако они наглядно иллюстрируют и подтверждают, что основная часть эффективности от автоматизации пусковых режимов энергоблока достигается за счет повышения надежности и наиболее полно этот эффект может быть реализован при автоматизации всех энергоблоков станции.

**Выводы:**

1 Реализации различных систем автоматического управления энергоблоков в нестационарных режимах должны предшествовать работы по подготовке основного оборудования, отработке пусковых схем и режимов, а также по оснащению основного оборудования соответствующими датчиками, электрифицированными задвижками, надежными регулирующими органами и другими устройствами.

2 Выбор системы автоматического управления для любого уровня автоматизации должен производиться на основе тщательного технико-экономического анализа. Разработка достаточно аргументированных критериев для такого анализа является одной из первоочередных задач, от решения которой во многом зависит создание рациональных систем управления энергоблоками.

3 В качестве частного критерия, максимум которого соответствует оптимальному управлению при пусках энергоблоков, может быть выбрано время пуска с соответствующими ограничениями на параметры прогрева в виде штрафов.

**Список литературы:** 1. Дуэль, М.А. Автоматизированное управление объектами и технологическими процессами ТЭС и АЭС [Текст] / М.А. Дуэль. – Харьков: ЧП «КиК», 2010. – 448 с. 2. Дуэль, М.А. Автоматическое управление энергоустановками в пусковых режимах [Текст] / М.А. Дуэль, А.Х. Горелик, А.Ф. Марьенко. – К.: Техника, 1974. – 152 с. 3. Просветов, М.М. АСУ Змиевской ГРЭС [Текст] / М.М. Просветов, М.А. Дуэль, Б.А. Соляник // Электрические станции. – 1983. – № 5. – С. 73-74. 4. Цыпкин, Я.З. Релейные автоматические системы [Текст] / Я.З. Цыпкин. – М.: Наука, 1974. – 575 с.

© Дуэль М.А., Канюк Г.И., Приходько А.В., Фурсова Т.Н., 2012  
Поступила в редколлегию 15.02.12